

Оглавление

От редакционного совета серии	xxix
Предисловие	xxxiii
Введение	xxxv
ГЛАВА 1. Характеристики притока и оттока	1
1.1. Система добычи углеводородов	1
1.2. Фильтрационные характеристики коллектора	3
1.2.1. Аналитические решения для однофазной фильтрации	4
1.2.2. Характеристика продуктивности газовой скважины	5
1.2.3. Характеристика продуктивности нефтяной скважины	19
1.3. Характеристика потока в стволе скважины	27
1.3.1. Однофазный поток жидкости	28
1.3.2. Однофазный поток газа	28
1.3.3. Многофазный поток	29
1.4. Поток через штуцеры	30
1.5. Системный анализ	32
1.5.1. Примеры системного анализа	36
1.6. Заключение	41
ГЛАВА 2. Системы заканчивания скважин	47
2.1. Введение	47
2.2. Пакеры	47
2.2.1. Извлекаемый натяжной пакер	49
2.2.2. Извлекаемый компрессионный пакер с перепускным клапаном	51
2.2.3. Пакер, спускаемый на кабеле и извлекаемый на НКТ	52
2.2.4. Универсальный извлекаемый натяжной/компрессионный пакер	55
2.2.5. Одноколонный извлекаемый пакер с гидравлическим управлением посадкой	56
2.2.6. Двухколонный пакер	59
2.2.7. Постоянные и извлекаемые проходные пакеры	60
2.3. Методы установки	65
2.3.1. Условия посадки пакера	65

2.3.2.	Операции через колонну НКТ	66
2.3.3.	Операции по очистке обсадной колонны	67
2.3.4.	Прочие соображения по поводу состояния обсадной колонны	68
2.4.	Металлы и сплавы для изготовления пакеров	68
2.5.	Эластомеры	69
2.5.1.	Уплотнительный элемент	71
2.5.2.	Комплекты уплотнений НКТ–пакер	71
2.6.	Стандарты ISO и API	73
2.6.1.	Класс V6: определяется поставщиком/производителем	74
2.6.2.	Класс V5: гидравлические испытания	74
2.6.3.	Класс V4: гидравлические испытания + осевые нагрузки	74
2.6.4.	Класс V3: гидравлические испытания + осевые нагрузки + термоциклирование	74
2.6.5.	Класс V2: испытания давлением газа + осевые нагрузки	74
2.6.6.	Класс V1: испытания давлением газа + осевые нагрузки + термоциклирование	74
2.6.7.	Специальный класс V0: испытания давлением газа + осевые нагрузки + термоциклирование + газонепроницаемое уплотнение	75
2.7.	Область рабочих характеристик пакера	75
2.8.	Устройства для контроля расхода	76
2.8.1.	Канатные направляющие воронки	77
2.8.2.	Профилированные посадочные ниппели	77
2.8.3.	Скользящие муфты	81
2.8.4.	Предохранительные патрубки для колонны НКТ	83
2.8.5.	Циркуляционные муфты	83
2.8.6.	Заглушки	83
2.8.7.	Забойные штуцеры	84
2.9.	Внутрискважинные системы безопасности	84
2.9.1.	Клапаны-отсекатели, управляемые потоком	84
2.9.2.	Скважинные клапаны-отсекатели, управляемые с поверхности	85
2.10.	Оборудование для скважин с обсадными колоннами	87
2.10.1.	Одноколонные скважины с низким давлением и температурой (НД/НТ)	88
2.10.2.	Одноколонные скважины со средним давлением и температурой (СД/СТ)	88
2.10.3.	Одноколонные скважины с высоким давлением и температурой (ВД/ВТ)	91
2.10.4.	Одноколонное селективное заканчивание в нескольких пластах	92

2.10.5.	Заканчивание в двух пластах с параллельными колоннами НКТ	94
2.10.6.	Одноствольное заканчивание скважин большого диаметра	95
2.11.	Заканчивание многоствольных скважин	96
2.11.1.	TAML, уровень 1	99
2.11.2.	TAML, уровень 2	99
2.11.3.	TAML, уровень 3	99
2.11.4.	TAML, уровень 4	101
2.11.5.	TAML, уровень 5	101
2.11.6.	TAML, уровень 6	102
2.12.	Режимы работы скважины	104
2.13.	Влияние изменений режима на длину и нагрузку колонны НКТ	110
2.13.1.	Поршневой эффект	112
2.13.2.	Потеря устойчивости НКТ	114
2.13.3.	Прямой и обратный баллонный эффект	114
2.13.4.	Температурный эффект	115
2.13.5.	Совокупное влияние поршневого, температурного, баллонного эффектов и потери устойчивости	115
2.14.	Комбинации систем НКТ–пакер	117
2.14.1.	Нагрузки в системе НКТ–пакер на промежуточные пакеры	117
ГЛАВА 3. Выбор, проектирование и монтаж колонн насосно-компрессорных труб (НКТ)		124
3.1.	Введение	124
3.2.	НКТ для нефтяных месторождений	125
3.3.	Требования стандартов API/ISO к НКТ	126
3.3.1.	Резьбовые соединения НКТ и муфты	126
3.3.2.	Процесс производства	133
3.3.3.	Группы прочности API	133
3.3.4.	Маркировка API	137
3.3.5.	Диапазон длин НКТ и допуски на размеры	137
3.3.6.	Давления гидростатических испытаний по API	138
3.4.	Расчетные коэффициенты безопасности НКТ	139
3.4.1.	Конструкция колонн НКТ	141
3.4.2.	Конструкции колонн НКТ постоянного диаметра. Комбинированные/ступенчатые конструкции	143
3.4.3.	Ограничения наружного диаметра НКТ	144
3.4.4.	Минимальные рабочие характеристики НКТ по стандартам API	145
3.4.5.	Упругая деформация колонны	164
3.4.6.	Продольный изгиб колонны	165

3.4.7.	Коррозия насосно-компрессорных труб	165
3.4.8.	Внутренние покрытия	166
3.5.	Контроль качества насосно-компрессорных труб	167
3.5.1.	Контроль использованных труб	169
3.6.	Грузовые операции с НКТ	170
3.6.1.	Смазки для резьбы	171
3.6.2.	Процедуры оценки резьбовых соединений НКТ	171
3.7.	Гибкие НКТ (колтюбинг)	177
3.7.1.	Особенности расчета колонн гибких НКТ	183
ГЛАВА 4.	Перфорация	187
4.1.	Пути движения флюидов	187
4.2.	Определения	188
4.3.	История перфорации	189
4.4.	Способы перфорации	190
4.4.1.	Пулевая перфорация	190
4.4.2.	Абразивные методы перфорации	192
4.4.3.	Гидравлический размыв	193
4.4.4.	Кумулятивные заряды	193
4.5.	Основы проектирования перфорации. Характеристики потока че- рез перфорационное отверстие	196
4.6.	Влияние температуры	197
4.7.	Проектирование оптимального пути движения флюидов	199
4.8.	Повышение пропускной способности	203
4.9.	Повреждения обсадных труб и цементного кольца	206
4.10.	Перфорация нескольких колонн и толстого цементного кольца	207
4.11.	Перфорация для разных способов вызова притока	208
4.12.	Перфорация в сильно искривленных скважинах	209
4.13.	Оборудование для перфорации	210
4.13.1.	Перфораторы/носители зарядов	210
4.13.2.	Системы детонаторов	212
4.13.3.	Системы транспортировки (спуска в скважину) перфо- ратора	213
4.13.4.	Определение глубины установки перфоратора	215
4.13.5.	Жидкости для перфорации	216
4.14.	Заряды с ограниченным проникновением	217
4.15.	Способы резки труб	217
ГЛАВА 5.	Борьба с пескопроявлениями	223
5.1.	Причины пескопроявлений (выноса песка)	223
5.1.1.	Поток флюидов	223
5.1.2.	Удерживающие силы	223

5.2.	Последствия пескопроявлений	225
5.2.1.	Скопления песка в скважине	225
5.2.2.	Скопления песка в наземном оборудовании	225
5.2.3.	Эрозия скважинного и наземного оборудования	225
5.2.4.	Обрушение пород пласта	226
5.3.	Прогнозирование пескопроявлений	227
5.3.1.	Эксплуатационные и экономические факторы	228
5.3.2.	Прочность пород пласта	228
5.3.3.	Акустический каротаж	229
5.3.4.	Каротаж свойств пород пласта	229
5.3.5.	Пористость	229
5.3.6.	Депрессия на пласт (снижение забойного давления)	230
5.3.7.	Анализ методом конечных элементов	230
5.3.8.	Зависимость от времени	230
5.3.9.	Многофазное течение	230
5.4.	Способы контроля пескопроявлений	231
5.4.1.	Техническое обслуживание и внутрискважинные работы	231
5.4.2.	Ограничение дебита	231
5.4.3.	Избирательное заканчивание скважин	232
5.4.4.	Укрепление рыхлых песчаников смолами	232
5.4.5.	Высокоэнергетическое размещение смол.	235
5.4.6.	Гравий, покрытый смолами	237
5.4.7.	Щелевые хвостовики-фильтры	237
5.4.8.	Гравийные фильтры	238
5.4.9.	Рекомендации по выбору способа борьбы с пескопроявлениями	239
5.5.	Конструкция гравийных фильтров	240
5.5.1.	Отбор проб пластового песка	240
5.5.2.	Ситовый анализ	242
5.5.3.	Выбор размера зерен гравийной набивки	244
5.5.4.	Песок для гравийных фильтров	246
5.5.5.	Заменители песка для гравийной набивки	248
5.6.	Щелевые хвостовики и фильтры с проволочной обмоткой	248
5.6.1.	Щелевые хвостовики	248
5.6.2.	Фильтры с проволочной обмоткой	250
5.6.3.	Фильтры с предварительной набивкой	252
5.6.4.	Пропускная способность фильтров и щелевых хвостовиков	252
5.6.5.	Прочность на растяжение и на смятие фильтров с проволочной обмоткой и с предварительной набивкой.	253
5.6.6.	Фирменные конструкции фильтров	254

5.6.7.	Закупоривание и эрозия стандартных и фирменных фильтров	256
5.7.	Оборудование и инструмент для компоновок заканчивания с гравийными фильтрами	257
5.7.1.	Основание для гравийного фильтра	259
5.7.2.	Уплотнение в сборе	259
5.7.3.	Фильтр с гравийной набивкой	259
5.7.4.	Неперфорированная труба	260
5.7.5.	Срезаемое предохранительное соединение	261
5.7.6.	Выбиваемый изолирующий клапан	262
5.7.7.	Удлинитель гравийного фильтра	262
5.7.8.	Пакер гравийного фильтра	262
5.7.9.	Сервисные инструменты для компоновок с гравийным фильтром	262
5.8.	Подготовка скважины для установки гравийного фильтра	265
5.8.1.	Практика бурения	265
5.8.2.	Обеспечение устойчивости ствола скважины	265
5.8.3.	Повреждение пласта	266
5.8.4.	Очистка обсадной и рабочей колонны и открытого ствола	266
5.8.5.	Объекты наземной инфраструктуры	270
5.8.6.	Контроль качества промывки	270
5.8.7.	Фильтрация	270
5.8.8.	Жидкости для заканчивания и гравийной набивки	272
5.8.9.	Перфорация для гравийной набивки	273
5.8.10.	Очистка перфорационных каналов	273
5.8.11.	Промывка	275
5.8.12.	Обратный гидравлический удар (депресссионная промывка)	275
5.8.13.	Перфорация на депрессии спускаемым на трубах перфоратором	275
5.8.14.	Разрыв пласта	276
5.8.15.	Контроль поглощения флюидов	276
5.9.	Способы размещения гравия	277
5.9.1.	Исторический экскурс	278
5.9.2.	Физическая модель	281
5.9.3.	Результаты полевых работ	286
5.9.4.	Гравийная набивка с помощью шунтирующих труб	287
5.10.	Предварительная набивка перфорационных каналов	288
5.10.1.	Гравийные фильтры в обсаженных скважинах	288
5.10.2.	Выбор жидкостей	291
5.10.3.	Предварительная набивка при давлении ниже ГРП	292
5.10.4.	Предварительная набивка при давлении выше ГРП	295

5.11.	Гравийные фильтры в открытом стволе	298
5.11.1.	Рекомендации по выбору скважин для заканчивания с гравийным фильтром в открытом стволе	299
5.11.2.	Гравийный фильтр в открытом стволе под башмаком обсадной колонны	301
5.11.3.	Выбор глубины установки башмака обсадной колонны	301
5.11.4.	Бурение открытого ствола	302
5.11.5.	Расширение ствола скважины под башмаком обсадной колонны	303
5.11.6.	Очистка ствола скважины	304
5.11.7.	Заканчивание скважин в открытом стволе со спуском колонны в продуктивный горизонт и установкой гравийного фильтра	304
5.11.8.	Заканчивание скважины в открытом стволе с установкой гравийного фильтра	306
5.12.	Контроль пескопроявлений в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах с большими отходами	306
5.12.1.	Компоновки заканчивания с автономными щелевыми хвостовиками и фильтрами	306
5.12.2.	Установка гравийных фильтров в горизонтальных скважинах	308
5.12.3.	Полевые результаты	310
ГЛАВА 6.	Повреждение продуктивного пласта	314
6.1.	Введение	314
6.2.	Количественная оценка повреждения продуктивного пласта	315
6.3.	Определение эффективности притока и скин-фактора скважины	316
6.3.1.	Испытания методом установившихся отборов	317
6.3.2.	Испытания газовых скважин методом установившихся отборов: инерционные эффекты	318
6.3.3.	Изохронный метод испытаний газовых скважин	319
6.3.4.	Исследования методом восстановления давления	319
6.4.	Повреждение продуктивного пласта в сравнении с псевдоповреждением	320
6.5.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное бурением	321
6.5.1.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное буровыми растворами на водной основе	322
6.5.2.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное буровыми растворами на нефтяной основе	325
6.5.3.	Концепция минимального давления репрессии	326

6.5.4.	Повреждения в трещиноватых коллекторах, вызванные буровым раствором	327
6.5.5.	Ухудшение коллекторских свойств пласта в горизонтальных скважинах	327
6.6.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное растворами для заканчивания и ремонта скважин	328
6.7.	Ухудшение коллекторских свойств пласта при перфорации и цементировании	330
6.8.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное миграцией мелких частиц	333
6.9.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное набухающими глинами	335
6.10.	Ухудшение коллекторских свойств пласта в нагнетательных скважинах	336
6.11.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное парафинами и асфальтенами	340
6.11.1.	Отложения парафина	340
6.11.2.	Удаление отложений парафина	342
6.11.3.	Способы предотвращения образования отложений парафина	343
6.11.4.	Отложения асфальтенов	343
6.11.5.	Удаление отложений асфальтенов	345
6.12.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное образованием эмульсий и шлама	346
6.13.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное образованием конденсатной банки	347
6.14.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное прорывом газа	349
6.15.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное образованием водяных барьеров	350
6.16.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное изменением смачиваемости	351
6.17.	Бактериальное закупоривание	351
6.18.	Выводы	352
ГЛАВА 7. Кислотная обработка породы		362
7.1.	Введение	362
7.2.	Два основных типа кислотной обработки	363
7.3.	Цели и порядок применения	363
7.4.	Эффекты кислотной обработки: неповрежденная скважина	365
7.5.	Выбор скважин для успешной кислотной обработки	366
7.6.	Хронологическая статистика эксплуатации месторождения	367

7.7.	Сравнение с соседними скважинами	369
7.8.	Кривые восстановления давления	370
7.9.	Анализ дебита скважины	371
7.10.	Диагностика повреждения пласта	372
7.11.	Определение степени и типа повреждения	373
7.12.	Удаление повреждений химическими растворителями	374
7.13.	Реакция пласта на кислотную обработку	374
7.14.	Свойства пласта	376
7.14.1.	Совместимость с пластовыми флюидами	376
7.14.2.	Содержание сульфат-ионов	376
7.14.3.	Содержание бикарбонатных ионов	377
7.14.4.	Несовместимость с сырой нефтью (образование шлама и асфальтенов)	377
7.14.5.	Сероводород	378
7.15.	Свойства породы пласта	378
7.16.	Минералогия пласта	379
7.17.	Способы борьбы с образованием осадков	382
7.17.1.	Предварительная промывка	383
7.17.2.	Кислотная обработка	383
7.17.3.	Предварительная промывка или дополнительная промывка	383
7.18.	Расчет параметров кислотной обработки	386
7.19.	Рекомендации по расчету параметров кислотной обработки	386
7.20.	Тип и концентрация кислоты	386
7.21.	Кислоты замедленного действия на основе плавиковой кислоты	389
7.22.	Геохимические модели	389
7.23.	Размещение кислоты и охват пласта кислотной обработкой	390
7.24.	Механические методы	391
7.24.1.	Двухманжетный пакер или инструмент для промывки перфораций	391
7.24.2.	Цементируемый пакер и извлекаемый пакер-пробка	391
7.24.3.	Уплотнительные шарики для закупоривания перфорационных отверстий	392
7.25.	Метод твердых частиц	392
7.25.1.	Кислотная обработка перед гравийной набивкой	392
7.25.2.	Растворимые твердые частицы-отклонители	392
7.26.	Загущенные кислоты	393
7.26.1.	Концентрические НКТ	396
7.27.	Новые методы отклонения потоков кислоты	396
7.28.	Горизонтальные скважины	397
7.29.	Добавки к кислотам	397
7.29.1.	Ингибиторы коррозии	398

7.29.2.	Поверхностно-активные вещества	399
7.29.3.	Агенты, регулирующие выпадение осадков железа . . .	399
7.29.4.	Комплексообразователи железа	399
7.29.5.	Восстановители железа	400
7.29.6.	Борьба с сероводородом	401
7.29.7.	Прочие добавки	401
7.29.8.	Взаимные растворители	401
7.29.9.	Стабилизаторы глин	402
7.29.10.	Ингибиторы образования сульфата кальция	403
7.29.11.	Гелеобразующие агенты	404
7.29.12.	Выводы	404
7.30.	Супервайзинг работ	404
7.31.	Безопасность и охрана окружающей среды	405
7.31.1.	Безопасность	405
7.31.2.	Охрана окружающей среды	405
7.32.	Подготовка скважины	406
7.32.1.	Очистка ствола скважины	406
7.32.2.	Кислотная очистка НКТ	406
7.33.	Контроль качества	408
7.33.1.	Испытания на приемистость	409
7.33.2.	Отбор проб и титрование	409
7.34.	Контроль и мониторинг темпа закачки	409
7.35.	Динамика изменений давления при закачке кислоты	410
7.36.	Эффективность кислотной обработки: оценка на месте	412
7.37.	Контроль извлечения отработанной кислоты	416
7.38.	Отбор проб добываемых флюидов	417
7.39.	Оценка кислотной обработки	418
7.40.	Постоянное совершенствование технологии обработки	420
ГЛАВА 8.	Гидравлический разрыв пласта	428
8.1.	Введение	428
8.1.1.	Задачи ГРП	429
8.1.2.	Выбор скважины для ГРП	430
8.1.3.	Подготовка баз данных	430
8.1.4.	Оптимизация ГРП	432
8.1.5.	Полевые работы	433
8.2.	Механика разрушения	435
8.2.1.	Механические напряжения в пласте	435
8.2.2.	Основы механики горных пород	437
8.2.3.	Ориентация трещин	437
8.2.4.	Эффективное давление.	441
8.3.	Модели распространения трещины	443

8.3.1.	Двухмерные модели распространения трещины	443
8.4.	Жидкости и добавки для ГРП	447
8.4.1.	Свойства флюидов, применяемых при ГРП	447
8.4.2.	Добавки к жидкостям для ГРП	449
8.5.	Проппанты и проводимость трещины	450
8.5.1.	Типы проппантов	451
8.5.2.	Факторы, влияющие на гидравлическую проводимость трещин	451
8.5.3.	Транспортировка проппанта	453
8.6.	Проектирование ГРП	455
8.6.1.	Требования к данным	455
8.6.2.	Оценка рисков проекта	459
8.7.	Кислотный гидроразрыв пласта	460
8.7.1.	Выбор скважин для кислотного ГРП	460
8.7.2.	Кислоты, применяемые для ГРП	461
8.7.3.	Проектирование кислотного гидроразрыва	462
8.8.	Гидроразрыв высокопроницаемых пластов	464
8.8.1.	Критерии выбора высокопроницаемых пластов для ГРП	465
8.8.2.	Проектирование ГРП в высокопроницаемых пластах	466
8.9.	Диагностика разрыва пласта	467
8.9.1.	Прямые методы в дальней зоне поля	467
8.9.2.	Прямые методы в призабойной зоне скважины	469
8.9.3.	Косвенные методы диагностики разрыва пласта	469
8.9.4.	Анализ эффективного давления	470
8.10.	Поведение скважины после ГРП	473
8.10.1.	Повышение коэффициента продуктивности	473
8.10.2.	Конечная добыча из скважин с ГРП	475
8.10.3.	Анализ исследований скважин после ГРП	476
ГЛАВА 9. Проблемы продуктивности скважин		482
9.1.	Введение	482
9.1.1.	Проблемы, вызванные углеводородами	482
9.1.2.	Парафины	491
9.1.3.	Попутная добыча токсичных веществ	496
9.2.	Проблемы добычи, связанные с водой	497
9.2.1.	Газогидраты	497
9.2.2.	Борьба с водопритоками	502
9.2.3.	Отложения неорганических солей	509
9.2.4.	Коррозия	522
ГЛАВА 10. Механизированная эксплуатация скважин		544
10.1.	Введение	544

10.2.	Пластовое давление и продуктивность скважин	545
10.3.	Пластовые флюиды	547
10.4.	Долгосрочная продуктивность коллектора и ограничения объектов обустройства	548
10.5.	Системы механизированной добычи	549
10.5.1.	Эксплуатация скважин штанговыми насосами	550
10.5.2.	Погружные электрические центробежные насосы (ЭЦН)	553
10.5.3.	Винтовые насосы и погружные электрические винтовые насосы (ПЭВН)	554
10.5.4.	Гидравлические насосы	558
10.5.5.	Газлифт	563
10.5.6.	Периодический газлифт	567
10.5.7.	Другие способы лифтовой эксплуатации	569
10.6.	Выбор способов механизированной эксплуатации скважин	569
10.6.1.	Выбор, основанный на глубине и дебите скважин	569
10.6.2.	Выбор на основе преимуществ и недостатков	572
10.6.3.	Выбор с помощью экспертных программ	572
10.6.4.	Выбор на основе сравнения чистого дисконтированного дохода (ЧДД)	593
10.7.	Сбор информации об эксплуатации систем механизированной добычи	596
10.8.	Заключение	600
ГЛАВА 11. Механизированная эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами		
11.1. Введение		
11.1.1.	Штанговые насосные установки	606
11.1.2.	Выбор способа эксплуатации скважин с помощью глубинных штанговых насосов	608
11.2. Продуктивный коллектор		
11.2.1.	Определение давления на забое скважины	610
11.2.2.	Индикаторная кривая (ИК)	611
11.2.3.	Добыча газа	612
11.2.4.	Отвод газа по кольцевому межтрубному пространству	612
11.2.5.	Влияние газа на работу насоса	612
11.2.6.	Давление на приеме насоса	613
11.2.7.	Скважинные газосепараторы и газовые якоря	615
11.2.8.	Ловильные работы	617
11.3. Скважинные штанговые насосы		
11.3.1.	Основные компоненты насоса	617
11.3.2.	Типы насосов	617
11.3.3.	Номенклатура насосов API	618

11.3.4.	Специальные насосы, не включенные в стандарт API	619
11.3.5.	Выбор материалов	621
11.3.6.	Допустимая глубина установки насоса	621
11.3.7.	Проскальзывание флюида мимо плунжера	621
11.3.8.	Степень сжатия	622
11.3.9.	Выбор глубинных штанговых насосов	622
11.3.10.	Размеры насосов	624
11.3.11.	Проблемы эксплуатации насосов и их решения	626
11.3.12.	Насосный цех, ремонты и аудиты	628
11.4.	Насосные штанги	628
11.4.1.	Стальные насосные штанги	628
11.4.2.	Укороченные насосные штанги	629
11.4.3.	Насосные штанги из волокноно-армированного пластика (ВАП)	629
11.4.4.	Насосные штанги, не стандартизованные API	630
11.4.5.	Критерии расчета колонн насосных штанг	632
11.4.6.	Обозначение размеров	634
11.4.7.	Подъем насоса с места посадки.	634
11.4.8.	Колонны насосных штанг переменного диаметра	635
11.4.9.	Соединительные штанговые муфты	636
11.4.10.	Техническое обслуживание насосных штанг	637
11.4.11.	Замена колонн насосных штанг	640
11.5.	Прочее скважинное оборудование	640
11.5.1.	Насосно-компрессорные трубы.	640
11.5.2.	Якори насосно-компрессорных труб	642
11.5.3.	Вращатели колонны НКТ	644
11.5.4.	Утяжеленные насосные штанги	644
11.5.5.	Центраторы (направляющие) насосных штанг	646
11.5.6.	Установка центраторов насосных штанг	647
11.5.7.	Типы и материалы центраторов насосных штанг	649
11.5.8.	Скребки для удаления парафиновых отложений	649
11.6.	Штанговые насосные установки — станки-качалки	650
11.6.1.	Обозначения насосных установок	650
11.6.2.	Редукторы	651
11.6.3.	Номинальное число оборотов и долговечность редукторов	651
11.6.4.	Конструктивные стандарты	653
11.6.5.	Выбор штанговых насосных установок	654
11.6.6.	Выбор штанговой насосной установки	656
11.6.7.	Монтаж, эксплуатация и техническое обслуживание штан- говых насосных установок	658
11.6.8.	Защитные ограждения	658
11.7.	Первичные двигатели	658

11.7.1.	Введение	658
11.7.2.	Двигатели	659
11.7.3.	Электродвигатели	661
11.7.4.	Обычные электродвигатели	661
11.7.5.	Стандарты Национальной ассоциации производителей электрооборудования (National Electrical Manufacturers Association, NEMA).	661
11.7.6.	Коэффициент (электрической) нагрузки	662
11.7.7.	Коэффициент циклической нагрузки	662
11.7.8.	Кожухи электродвигателей	663
11.7.9.	Изоляция электродвигателей	663
11.7.10.	Скольжение ротора асинхронного двигателя	663
11.7.11.	Двигатели со сверхвысоким скольжением ротора	664
11.7.12.	Органы управления двигателями	664
11.7.13.	Системы заземления	665
11.7.14.	Мощность станка-качалки	665
11.7.15.	Пример решения задачи по определению мощности двигателя	667
11.7.16.	Клиноременные передачи	668
11.7.17.	Основные параметры шкивов	668
11.7.18.	Основные параметры клиновых ремней	669
11.7.19.	Другие типы ремней	669
11.7.20.	Выбор шкива	671
11.7.21.	Двойное снижение оборотов электродвигателя	671
11.7.22.	Двойное снижение оборотов двигателя внутреннего сгорания	671
11.7.23.	Определение необходимого количества ремней	672
11.8.	Прочее оборудование на поверхности	674
11.8.1.	Полированные штоки	674
11.8.2.	Зажимы полированного штока	674
11.8.3.	Сальниковые коробки.	675
11.8.4.	Вращатели штанг	676
11.8.5.	Устьевые тройники	676
11.8.6.	Обратные клапаны	676
11.8.7.	Наземная арматура	676
11.9.	Конструкторские расчеты	677
11.10.	Автоматизация и контроль работы штанговых насосных установок	678
11.11.	Поиск и устранение неисправностей штанговых насосных установок	680
ГЛАВА 12. Газлифтная эксплуатация скважин		694
12.1.	Введение	694

12.1.1.	Описание газлифта	694
12.2.	Проектирование газлифтной системы	697
12.2.1.	Временной фактор	697
12.2.2.	Другие факторы, влияющие на конструкцию газлифтной системы	697
12.3.	Мощность компрессора	702
12.3.1.	Газлифтные системы	702
12.3.2.	Распределение и контроль потоков газа	703
12.3.3.	Наземные объекты обустройства	706
12.3.4.	Газлифтное оборудование	707
12.4.	Основы механики газа	710
12.4.1.	Давление газа на глубине	710
12.4.2.	Влияние температуры на давление в замкнутом пространстве сиффона, заполненного азотом	711
12.4.3.	Объемный расход газа через диафрагму или штуцер	715
12.4.4.	Объем газа, находящийся в напорном трубопроводе	719
12.5.	Оборудование газлифтного подъемника	721
12.5.1.	Введение	721
12.5.2.	Задачи газлифтных клапанов и обратных клапанов	721
12.6.	Механика работы газлифтного клапана	723
12.6.1.	Несбалансированные одноэлементные газлифтные клапаны	723
12.6.2.	Управляемые перепадом давлений газлифтные клапаны	723
12.6.3.	Технические характеристики клапана, включая ход штока для полного открытия	725
12.6.4.	Геометрия отверстий газлифтного клапана	726
12.6.5.	Седла-переводники	728
12.6.6.	Защита сиффона	730
12.6.7.	Стабилизация открывающих давлений на стенде	730
12.6.8.	Нормы нагрузки сиффона клапана	731
12.6.9.	Уравнения равновесия статических нагрузок несбалансированного одноэлементного газлифтного клапана с заряженной сиффонной камерой	733
12.6.10.	Начальные давления открытия и закрытия несбалансированного одноэлементного газлифтного клапана	736
12.7.	Коэффициент внутрискважинного давления и гистерезис клапана	737
12.7.1.	Объемные расходы закачиваемого газа через штуцер фиксированного размера в сравнении с несбалансированным одноэлементным газлифтным клапаном	738
12.8.	Динамические характеристики газлифтного клапана	739
12.9.	Проектирование газлифтных подъемников	741
12.9.1.	Непрерывный газлифт	741

12.9.2.	Откачка скважины непрерывным газлифтом	742
12.9.3.	Исходные данные для расчета газлифтных подъемников	744
12.10.	Методы расчета газлифтных подъемников	745
12.10.1.	Допущения и коэффициенты безопасности в упрощенных методах расчета непрерывных газлифтных подъемников без учета функционирования газлифтного клапана	745
12.10.2.	Дроссельный обратный клапан для работающего газлифтного клапана в непрерывном подъемнике	746
12.10.3.	Глубина установки верхнего газлифтного клапана	748
12.10.4.	Корреляции многофазных потоков и кривые градиентов динамических давлений на глубине	749
12.10.5.	Динамическая температура на глубине	752
12.10.6.	Расчет непрерывных газлифтных подъемников на основе постоянного снижения давления закачиваемого газа в каждом последующем нижнем газлифтном клапане (метод расчета API)	752
12.10.7.	Расчет размера проходного отверстия клапана и открывающего давления на стенде	757
12.10.8.	Расчет непрерывного газлифтного подъемника при высоком давлении закачки газа по отношению к глубине подъема	764
12.10.9.	Расчет непрерывного газлифтного подъемника с высоким расходом газа	765
12.10.10.	Расчеты для подъемников с газлифтом по межтрубному пространству	781
12.11.	Периодический газлифт	785
12.11.1.	Введение	785
12.11.2.	Недостатки периодического газлифта	785
12.11.3.	Типы газлифтных подъемников периодического действия	787
12.11.4.	Расчет суточных дебитов	788
12.11.5.	Закачка газа в газлифтные подъемники периодического действия	789
12.11.6.	Сравнение управления закачкой газа по времени цикла с дроссельным управлением	790
12.11.7.	Методы расчета газлифтных подъемников периодического действия	792
12.11.8.	Газлифтные клапаны для подъемников периодического действия	792
12.11.9.	Дистанционный коэффициент градиента периодического давления	793
12.11.10.	Выбор поверхностного давления закрытия газлифтных клапанов	793

12.11.11. Выбор размера отверстия клапана	795
12.11.12. Расчет периодического газлифтного подъемника с большими отверстиями клапанов, постоянным поверхностным давлением закрытия и дистанционным коэффициентом градиента периодического давления	796
12.11.13. Определение глубин газлифтных клапанов	797
12.11.14. Расчет открывающих давлений на стенде газлифтных клапанов	799
12.11.15. Расчет открывающих давлений на стенде газлифтных клапанов	801
12.11.16. Газлифтные камеры [19, 20]	802
12.11.17. Плунжерный периодический газлифт	808
12.12. Работа газлифтных подъемников	811
12.12.1. Откачка и регулировка расхода нагнетаемого газа	811
12.12.2. Снижение уровня жидкости («раскачка скважины»)	814
12.12.3. Контроль суточного дебита скважин с непрерывным газлифтом	815
12.12.4. Регулировка контроллера циклов закачки газа для периодического газлифта	815
12.13. Газлифт в особых условиях	816
12.13.1. Морские платформы	816
12.13.2. Газлифтные подъемники в скважинах, пробуренных с морских платформ	817
12.13.3. Подводные газлифтные подъемники	817
12.13.4. Добыча тяжелой нефти	818
12.13.5. Газлифт с помощью воздуха, азота и углекислого газа	818
Приложение А. Упрощенная модель работы газлифтного клапана	825
ГЛАВА 13. Электрические погружные центробежные насосы (ЭЦН)	828
13.1. Введение	828
13.1.1. Электрический погружной центробежный насос	828
13.2. История [1, 2]	828
13.3. Система ЭЦН	830
13.3.1. Центробежный насос	833
13.3.2. Гидрозащита (протектор) [6]	845
13.3.3. Электродвигатель	854
13.3.4. Силовой кабель	861
13.3.5. Контроллеры двигателя	867
13.3.6. Особенности применения	876
13.3.7. Вспомогательное оборудование	880
13.3.8. Варианты схем ЭЦН	887

13.3.9.	ЭЦН для работы в сложных скважинных условиях	895
13.3.10.	Монтаж и обращение с оборудованием	906
13.3.11.	Техническое обслуживание и диагностика	907
13.4.	Выбор системы ЭЦН и расчет рабочих параметров	907
13.4.1.	Шаг первый: сбор основных данных	908
13.4.2.	Шаг второй: производительность насоса	909
13.4.3.	Шаг третий: расчет объемов газа	909
13.4.4.	Шаг четвертый: полный динамический напор	911
13.4.5.	Шаг пятый: тип насоса	911
13.4.6.	Шаг шестой: оптимальный размер узлов	912
13.4.7.	Шаг седьмой: электрический кабель	913
13.4.8.	Шаг восьмой: вспомогательное и дополнительное обо- рудование	914
13.4.9.	Шаг девятый: ЭЦН с регулируемой частотой вращения	915
13.5.	Пример расчета	916
13.5.1.	Шаг первый: сбор основных данных	916
13.5.2.	Шаг второй: производительность насоса	917
13.5.3.	Шаг третий: расчет объемов газа	919
13.5.4.	Шаг четвертый: полный динамический напор	921
13.5.5.	Шаг пятый: тип насоса	921
13.5.6.	Шаг шестой: оптимальный размер узлов	922
13.5.7.	Шаг седьмой: электрический кабель	923
13.5.8.	Шаг восьмой: вспомогательное и дополнительное обо- рудование. Скважинное вспомогательное оборудование. Плоский кабель (удлинитель электродвигателя)	924
13.6.	Пример	925
13.6.1.	Шаг первый: ЭЦН с регулируемой частотой вращения	925
13.6.2.	Шаг второй: производительность насоса	925
13.6.3.	Шаг третий: расчет объемов газа	926
13.6.4.	Шаг четвертый: полный динамический напор	929
13.6.5.	Шаг пятый: выбор типа насоса	930

ГЛАВА 14. Эксплуатация нефтяных скважин гидравлическими насосами	936
14.1. Введение	936
14.2. Скважинные насосы	937
14.2.1. Типы насосов	937
14.2.2. Вставные скважинные насосы (традиционные установки)	937
14.2.3. Свободно подвешенные насосы	938
14.2.4. Открытые и закрытые системы рабочей жидкости	942
14.2.5. Системы реверсирования потока	942
14.2.6. Скважины с двумя продуктивными горизонтами	943

14.3.	Принципы работы	944
14.3.1.	Плунжерные насосы	944
14.3.2.	Струйные насосы	949
14.3.3.	Эксплуатационные характеристики	954
14.3.4.	Кавитация в струйных насосах	955
14.3.5.	Размеры сопла и горла	956
14.3.6.	Выбор типоразмеров насоса	960
14.3.7.	Последовательность расчетов и дополнительные уравнения	961
14.4.	Комплектация скважинных насосов	962
14.4.1.	Чашечные манжетные уплотнения поршня (сваба)	962
14.4.2.	Всасывающие клапаны	962
14.4.3.	Регистрирующие манометры	963
14.4.4.	Насосы-заглушки	964
14.4.5.	Экраны и фильтры	964
14.4.6.	Скважинный клапан-отсекатель	965
14.5.	Оборудование на поверхности	967
14.5.1.	Насосы на поверхности	967
14.5.2.	Управление потоками рабочей жидкости	970
14.5.3.	Манифольды управления.	975
14.5.4.	Лубрикатор	975
14.5.5.	Системы рабочих жидкостей	975
14.5.6.	Открытая система рабочей жидкости	976
14.5.7.	Закрытые системы рабочей жидкости	979
14.5.8.	Системы для отдельных скважин	979
14.5.9.	Пример расчета гидравлического струйного насоса	985
14.5.10.	Пример расчета гидравлического плунжерного насоса	987
ГЛАВА 15.	Винтовые насосные установки	993
15.1.	Оборудование лифтовых систем с винтовыми насосными установками	996
15.1.1.	Скважинный винтовой насос	996
15.1.2.	Модели и технические характеристики насосов	1002
15.1.3.	Виды, свойства и выбор эластомеров	1004
15.1.4.	Вспомогательное оборудование	1024
15.1.5.	Альтернативные конфигурации установок винтовых насосов	1027
15.1.6.	Отраслевые стандарты	1032
15.2.	Проектирование установок винтовых насосов	1033
15.2.1.	Общая последовательность процесса проектирования	1033
15.2.2.	Выбор насоса	1036
15.2.3.	Калибровка насоса	1042

15.2.4.	Условия течения флюидов	1051
15.2.5.	Нагрузки на насосные штанги	1055
15.2.6.	Износ колонн насосных штанг/НКТ	1060
15.2.7.	Расчет силовой трансмиссии	1062
15.3.	Особенности применения насосов	1064
15.3.1.	Скважины с высоковязкой нефтью	1064
15.3.2.	Скважины с пескопроявлениями	1067
15.3.3.	Малодебитные или откачанные скважины	1069
15.3.4.	Скважины с высоким содержанием газа	1071
15.3.5.	Наклонно-направленные и горизонтальные скважины	1072
15.3.6.	Скважины с агрессивной средой	1076
15.3.7.	Работа с повышенными скоростями вращения	1078
15.3.8.	Откачка воды в скважинах для добычи метана из угольных пластов	1080
15.3.9.	Скважины с повышенной температурой	1082
15.4.	Монтаж винтовых насосов, автоматизация, диагностика и анализ отказов	1084
15.4.1.	Мониторинг и автоматизация установок винтовых насосов	1086
15.4.2.	Диагностика	1089
15.4.3.	Анализ отказов насосов	1089
15.5.	Пример конструкторского расчета	1096
15.5.1.	Постановка задачи	1096
ГЛАВА 16. Плунжерный лифт		1107
16.1.	Введение	1107
16.2.	Основы работы плунжерного лифта	1110
16.2.1.	Задача плунжерного лифта	1110
16.2.2.	Работа и цикличность плунжерного подъемника	1112
16.2.3.	Изменение давления в процессе циклов плунжерного подъемника	1114
16.2.4.	Максимальный дебит скважины с плунжерным подъемником	1115
16.3.	Применение плунжерных подъемников	1117
16.3.1.	Типовые плунжерные подъемники: применение в скважинах с открытым межтрубным пространством	1117
16.3.2.	Скважины с пакерами и скважины малого диаметра	1118
16.3.3.	Наклонно-направленные скважины	1118
16.3.4.	Скважины с гибкими НКТ.	1119
16.3.5.	Плунжеры в обсадной колонне	1119
16.3.6.	Периодический газлифт	1119
16.3.7.	Внешняя подача/закачка газа	1120

16.3.8.	Компримирование газа на устье	1120
16.3.9.	Выпуск газа в емкости или системы с низким давлением	1120
16.3.10.	Скважины с некоторым выносом песка	1121
16.3.11.	Управление расходом в НКТ/обсадных трубах	1122
16.3.12.	Закачка углекислого газа (CO ₂)	1122
16.3.13.	Другие способы	1123
16.4.	Расчет и модели	1123
16.4.1.	ГЖФ и восстановление давления в скважине	1123
16.4.2.	Оценка дебитов скважины с плунжерным подъемником	1125
16.4.3.	Модели	1126
16.5.	Основные уравнения Фосса и Гола [16] (с изменениями [13] и [18])	1128
16.5.1.	Необходимые давления	1128
16.5.2.	Объем газа, необходимый для одного цикла (тыс. м ³)	1129
16.5.3.	Максимальное число циклов	1129
16.5.4.	Примеры эмпирических правил и расчетов Фосса и Гола	1129
16.6.	Монтаж и техническое обслуживание оборудования	1132
16.6.1.	Качество оборудования и материалы	1133
16.6.2.	Оценка существующих и возможных конфигураций ствола скважины	1134
16.6.3.	Подготовка НКТ и ствола скважины	1136
16.6.4.	Проверка целостности колонны НКТ канатными работами	1136
16.6.5.	Причины изменения конструкции колонны НКТ	1137
16.7.	Установка и монтаж скважинного оборудования плунжерного подъемника	1141
16.7.1.	Ограничители плунжера	1141
16.7.2.	Забойный бампер с пружиной (дополнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях)	1143
16.7.3.	Всасывающий клапан (дополнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях)	1143
16.7.4.	Ниппель с сетчатым фильтром (дополнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях)	1144
16.8.	Установка и монтаж устьевого и наземного оборудования плунжерного подъемника	1144
16.8.1.	Устьевое оборудование	1144
16.8.2.	Лубрикатор/ловитель в сборе	1145
16.8.3.	Датчики плунжера	1147
16.8.4.	Клапаны с приводом	1147
16.9.	Конструкция и выбор плунжера	1147
16.9.1.	Уплотнение и скорость плунжера	1148
16.9.2.	Надежность и долговечность.	1149
16.9.3.	Быстрый спуск плунжера	1149
16.9.4.	Прочие характеристики плунжера	1150

16.9.5. Типы плунжеров	1150
16.10. Управление плунжерными подъемниками	1155
16.10.1. Контроллер плунжера	1155
16.10.2. Ручные таймеры включения/выключения	1155
16.10.3. Контроллеры дифференциального давления	1157
16.10.4. Автоматизированный таймер включения/выключения на основании скорости плунжера	1157
16.10.5. Комбинированный автоматический контроллер в режиме включения/выключения и мониторинг давления	1159
16.10.6. Выпуск газа в атмосферу (дополнительное оборудова- ние; применяется не во всех конструкциях)	1160
16.10.7. Задержка при высоком давлении в выкидной линии (до- полнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях)	1160
16.10.8. Акустическое измерение уровня жидкости в скважине и отслеживание спуска плунжера (дополнительное обо- рудование; применяется не во всех конструкциях)	1161
16.10.9. Дистанционное управление/телеметрия (дополнитель- ное оборудование; применяется не во всех конструкциях)	1161
16.10.10. Защита от ошибок рейсов плунжера (дополнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях)	1164
16.10.11. Режим свабирования (дополнительное оборудование; при- меняется не во всех конструкциях)	1165
16.11. Модификация объектов обустройства месторождений	1165
16.11.1. Наземные объекты обустройства	1165
16.11.2. Измерения	1166
16.11.3. Регулятор перепадов давления	1166
16.11.4. Вспомогательные клапаны высокого/низкого давления	1167
Предметный указатель	1171